

Comité de Estudio CE – C4

**CARACTERIZACIÓN DE LA EMISIÓN DE PERTURBACIONES DE UN PARQUE
EÓLICO A PARTIR DE REGISTROS EN CAMPO**

Gustavo BARBERA*
IITREE FI-UNLP
Argentina

Fernando ISSOURIBEHERE
IITREE FI-UNLP
Argentina

Andrés CARDOZO
IIE-FING-UdelaR
Uruguay

Mario VIGNOLO
IIE-FING-UdelaR
Uruguay

Resumen – En el departamento de Florida – Uruguay – se encuentra emplazado el Parque Eólico Florida I. El mismo cuenta con 21 aerogeneradores de 2,4 MW cada uno, alcanzando así una potencia instalada del orden de 50 MW.

Con el objeto de caracterizar el funcionamiento de dicho Parque se realizaron mediciones de campo. Por un lado, se cuenta con mediciones de potencia activa y de velocidad de viento en cada uno de los 21 aerogeneradores.

Por otro, se realizaron mediciones normalizadas de armónicas en la tensión y la corriente (conforme a lo establecido en la Norma IEC 61000-4-7) [1] y de flicker (según lo estipulado en la Norma IEC 61000-4-15) [2] en barras internas de 31,5 kV durante un período de tres semanas.

En el artículo se presentan y analizan detalladamente los resultados de tales mediciones. En lo que se refiere a mediciones de viento y potencia en los distintos aerogeneradores individuales, se comparan las curvas Velocidad del Viento versus Potencia medidas con las provistas por el fabricante. En cuanto a las mediciones de armónicas y de flicker se presentan los niveles registrados de tales perturbaciones y se evalúan según el estado del Parque, en términos de potencia despachada.

Finalmente, a partir de los resultados de las mediciones, se concluye acerca del desempeño global del Parque, haciendo especial hincapié en los niveles de perturbaciones emitidas por el mismo.

Palabras clave: Aerogenerador, Armónicas, Caracterización, Desempeño, Flicker, Parque Eólico, Perturbaciones, Velocidad, Viento.

1 INTRODUCCIÓN

En la última década Uruguay ha desarrollado políticas de eficiencia energética y promoción del uso de fuentes de energía renovable no convencional. Desde el año 2006 a través de un decreto gubernamental, se habilitó a la empresa estatal UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) para la compra-venta de energía eléctrica con proveedores instalados en todo el territorio del país que utilicen como fuente primaria de generación biomasa, hidráulica y eólica [3]. Según el último balance energético nacional [4], en el año 2015 se alcanzó una potencia de 875 MW de energía eólica con inversión pública y privada, en una potencia instalada total de 3989 MW. Al finalizar 2016 la potencia eólica total instalada alcanzará los 1200 MW [5].

Por un lado, esto representa un marcado avance en la utilización de recursos renovables dentro de la matriz energética del país. Por el otro, es bien sabido que los aerogeneradores, debido a características inherentes a

* gbarbera@iitree-unlp.org.ar

su propio funcionamiento, emiten perturbaciones hacia la red a la que se encuentran conectados, lo cual puede afectar sensiblemente la Compatibilidad Electromagnética en el Punto de Conexión.

En primer lugar, los aerogeneradores conectados en forma directa a la red de suministro, producen variaciones en la tensión del Punto de Acoplamiento, las que se traducen en *flicker* o parpadeo. Asimismo, el problema del *flicker* puede ser mitigado por medio de la incorporación de convertidores CA-CC y CC-CA, puesto que éstos desacoplan ambos sistemas de corriente alterna y de este modo se absorben las fluctuaciones de tensión debidas a cambios en la velocidad del viento o al propio “efecto sombra” que se presenta en este tipo de generadores. Sin embargo, el empleo de convertidores electrónicos genera una nueva fuente de perturbaciones que son las armónicas.

En ese marco, se realizaron mediciones normalizadas IEC en un Parque Eólico, situado en el departamento de Florida, a unos 100 km de Montevideo. El objeto de tales mediciones fue justamente evaluar la emisión de perturbaciones (armónicas y *flicker*) hacia la red a la que el Parque se encuentra vinculado.

Dicho Parque cuenta con 21 aerogeneradores de potencia nominal 2,4 MW, cada uno. Por lo tanto, la potencia instalada alcanza los 50 MW.

2 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

2.1 Aerogeneradores empleados

Tal como se mencionó en la Introducción, en la implementación del Parque se emplearon aerogeneradores de potencia nominal $P_n = 2,4$ MW, cada uno. Los mismos son del tipo **DFIG** (*Doubly-Fed Induction Generator*), cuya topología general se muestra en la Fig. 1 [6].

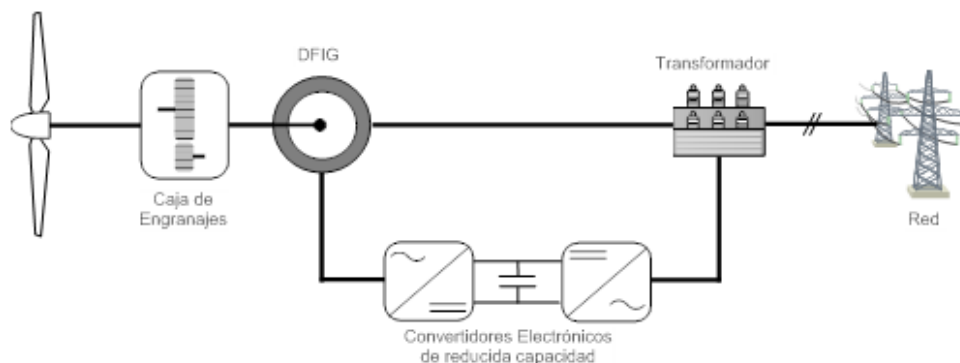


Fig. 1. Topología de la configuración *DFIG*.

Como puede verse, la vinculación con el sistema se hace a través de dos vías: por un lado, existe una conexión directa (en realidad se implementa por medio de un transformador) y, por otro, posee un convertidor que actúa sobre el rotor bobinado con el fin de otorgarle controlabilidad al generador. Aproximadamente un 30 % de la potencia generada pasa a través de este convertidor.

2.2 Disposición de los aerogeneradores dentro del Parque

En la Fig. 2 se presenta un diagrama unifilar simplificado del Parque. Como puede apreciarse, éste cuenta con una barra interna de 31,5 kV, a la cual arriba la potencia provista por los aerogeneradores, y se vincula al sistema de potencia en 150 kV.

Los aerogeneradores entregan una tensión de 660 V, por lo que cada uno de ellos cuenta con su propio transformador 0,66 / 31,5 kV. Asimismo, cuenta con un único transformador 31,5 / 150 kV a fin de obtener la tensión requerida para vincularse al sistema.

Los 21 aerogeneradores se encuentran dispuestos en tres grupos (llamados 1, 2 y 3 en el gráfico) de 7 de ellos cada uno, vinculados entre sí “*en guirnalda*”.

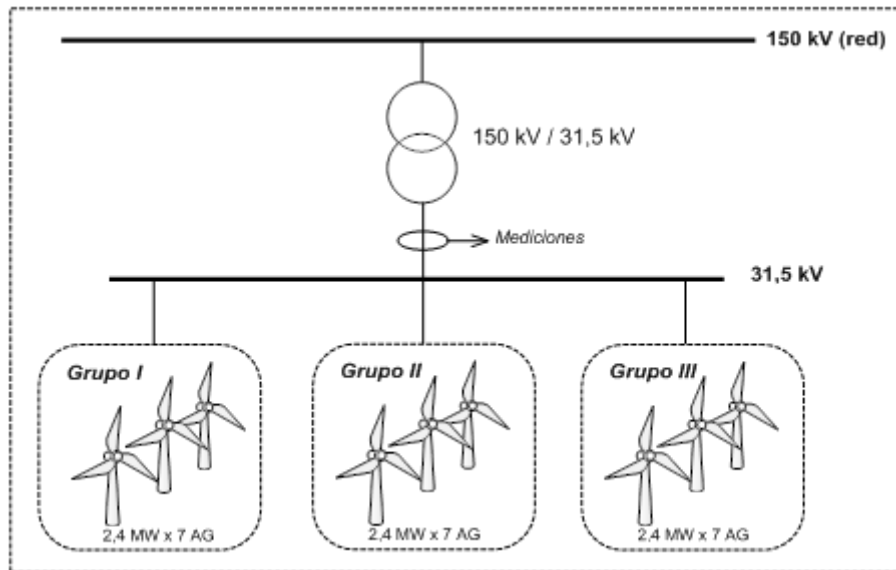


Fig. 2. Diagrama unifilar simplificado del Parque.

3 PRESENTACIÓN DE LAS MEDICIONES

Tal como se indica en el diagrama unifilar simplificado de la Fig. 2, las mediciones se realizaron en el secundario del transformador 150 kV / 31,5 kV. Se midieron variables eléctricas, esto es tensiones, corrientes y potencias, como así también armónicas y *flicker*, de acuerdo a lo exigido por las Normas IEC. La medición tuvo una duración de 22 días, en forma ininterrumpida, y se empleó un período de integración de 10'.

Por otro lado, se cuenta también con registros de potencia y de velocidades de viento, en cada uno de los 21 aerogeneradores, llevados a cabo por instrumental existente en el propio Parque.

3.1 Caracterización de los aerogeneradores

El primer objetivo fue caracterizar el funcionamiento de los aerogeneradores en términos de su operación. Para ello se procuró emular la curva Potencia (*mecánica*) en función de la Velocidad del Viento, empleada generalmente tal caracterización [6]. En la Fig. 3 aparece esta curva en forma genérica.

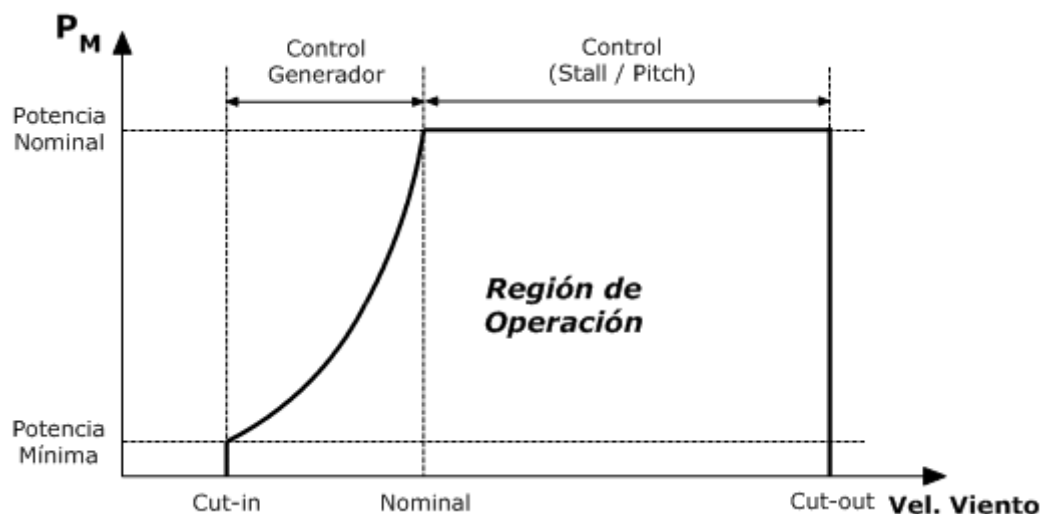


Fig. 3. Curva Potencia vs. Vel. del Viento genérica para un aerogenerador.

En tal curva se distinguen ciertos puntos característicos. En cuanto a velocidades del viento, se observan "Cut-in", Nominal y "Cut-out". "Cut-in" representa la velocidad a la cual la turbina comienza a operar y entregar potencia, la Nominal es la velocidad a la cual el sistema produce la potencia nominal, y finalmente

“Cut-out” es la máxima velocidad a la cual la turbina puede operar, a fin de prevenir eventuales daños de la misma.

En cuanto al eje de ordenadas, el aerogenerador comienza a entregar potencia desde la Potencia Mínima. Desde allí, la potencia capturada por la palas sigue una función cúbica de la velocidad del viento hasta alcanzar la Potencia Nominal. Desde allí, se realiza un control aerodinámico de la potencia con el objetivo de mantenerla en su valor nominal. De este modo se genera una superficie que representa la región de operación de la turbina.

Por medio de registros de campo de Potencia (*eléctrica*) y de velocidad de viento, se obtuvo la correspondiente curva para distintos aerogeneradores. A manera de ejemplo, en la Fig. 4 se muestra lo obtenido en la práctica para uno de ellos.

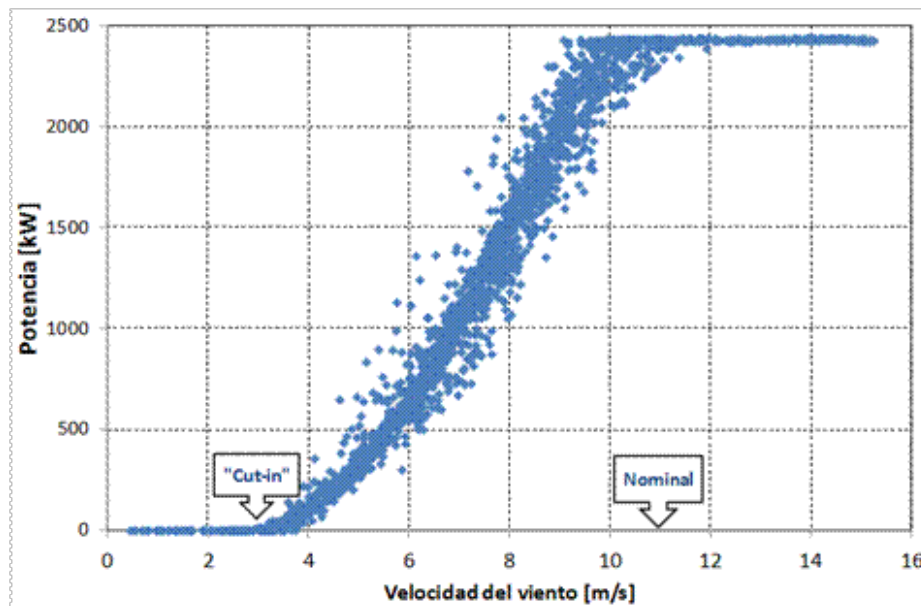


Fig. 4. Correlación entre Velocidad del viento y Potencia eléctrica en un aerogenerador.

En el gráfico es posible situar algunos de los puntos característicos previamente descriptos. Según el fabricante de la turbina, su velocidad de viento de “Cut-in” es de 3 m/s, la nominal es de 11 m/s y la de “Cut-out” de 20 m/s. Las dos primeras pueden ubicarse en la gráfica, del mismo modo que su potencia nominal de 2,4 MW. Durante el período de medición no se alcanzó la velocidad de viento de “Cut-out”.

3.2 Caracterización del Parque

Con el objetivo de caracterizar el funcionamiento del Parque se midieron tensiones, corrientes y potencia en 31,5 kV. En cuanto al nivel de tensión en la barra interna, su perfil se muestra en la Fig. 5.

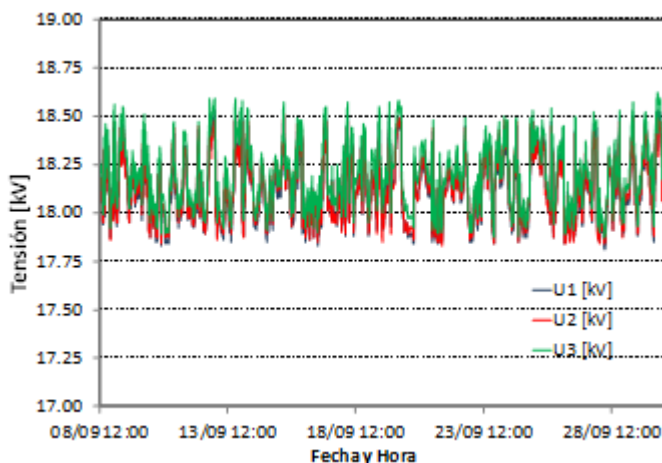


Fig. 5. Nivel de Tensión en barras de 31,5 kV

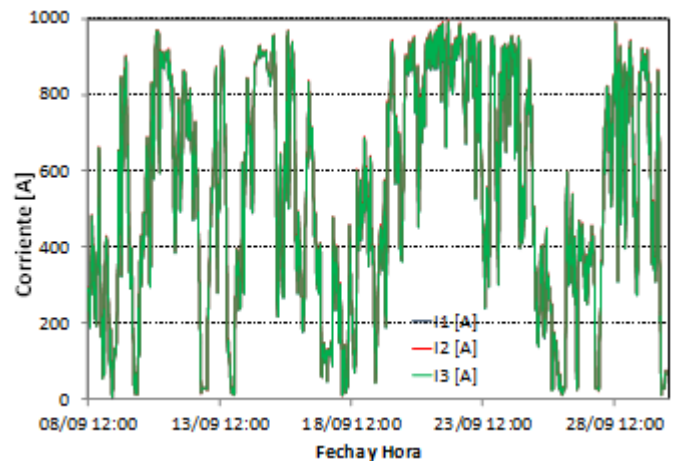


Fig. 6. Corrientes en el secundario del transformador 150 kV / 31,5 kV

Este parámetro se encontró dentro de $\pm 2\%$ de su valor nominal, lo cual representa un alto grado de cumplimiento de los estándares de calidad.

Con respecto a la corriente inyectada por el Parque (Fig. 6), se observa una importante variabilidad debida, evidentemente, a la naturaleza de la fuente de energía primaria.

La estabilidad presente en el perfil de tensión hace que el perfil de potencia generada por el Parque, e inyectada en el sistema de potencia, sea similar al correspondiente a la corriente. Esto se pone de manifiesto en la Fig. 7, donde se presenta el perfil de potencia (trifásica) generada. El valor máximo de este perfil es del orden de 44 MW, esto es, un 90 % de la potencia instalada.

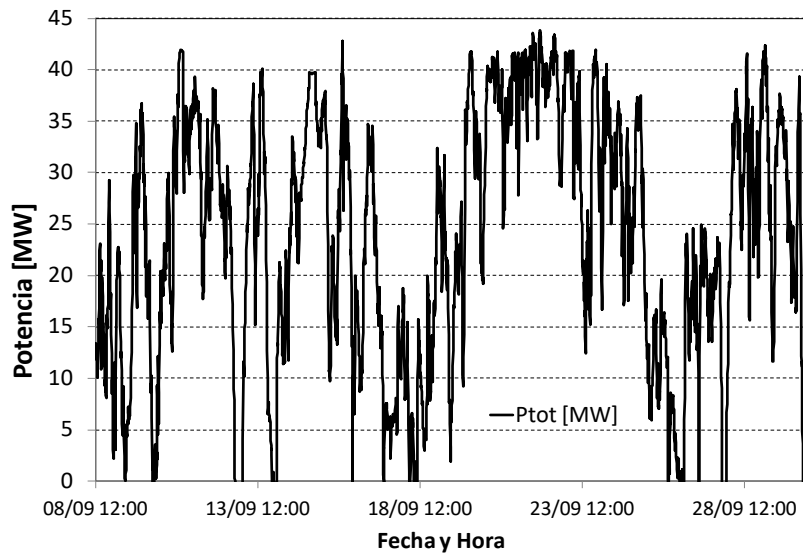


Fig. 7. Potencia generada por el Parque, en el secundario del transformador 150 kV / 31,5 kV.

3.3 Armónicas

Habida cuenta que el Parque se encuentra integrado al sistema de Alta Tensión de la empresa prestataria del servicio eléctrico en Uruguay, por las razones explicitadas en el Punto 2.1, resulta imprescindible evaluar por medio de registros de campo la eventual inyección de armónicas hacia el Punto de Conexión.

En ese sentido, en primera instancia, la Fig. 8 muestra el perfil de **THD** (*“Total Harmonic Distortion”*) expresado directamente en [A] para las tres fases de la corriente. Como bien es sabido, el THD se emplea a efectos de brindar información global sobre el contenido armónico de determinado sitio.

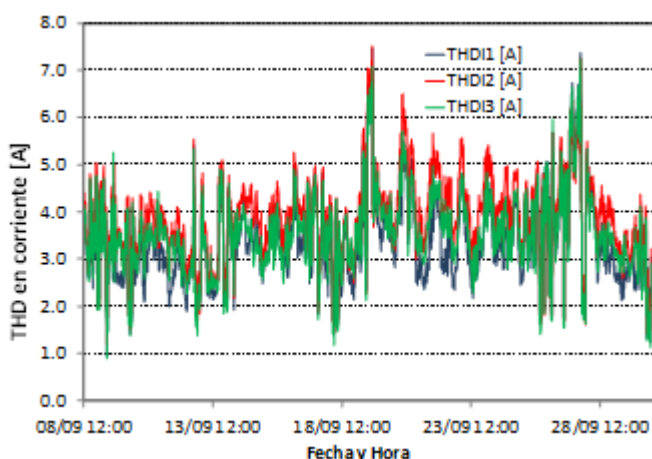


Fig. 8. THD [A] en la corriente, en el secundario del transformador 150 kV / 31,5 kV

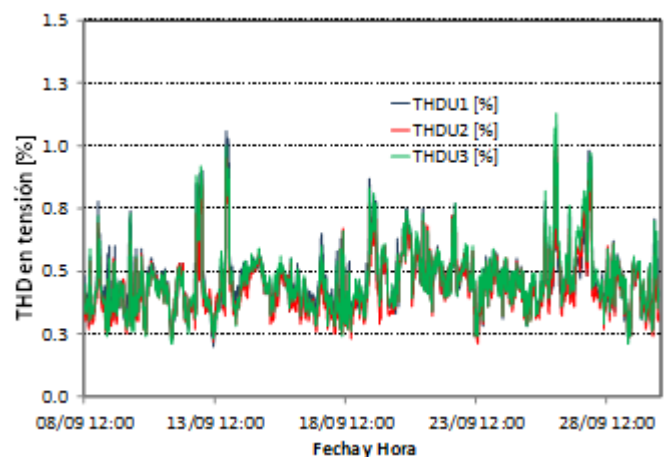


Fig. 9. THD [%] en la tensión, en barras de 31,5 kV

Al referenciar los valores de THD [A] medidos, con la corriente que surge de la potencia instalada en el Parque (del lado 31,5 kV) resultan valores de distorsión pequeños.

Asimismo, se procura que con esta distorsión de corriente no se afecte la calidad de la tensión en el Punto de Conexión. Naturalmente, esto depende no sólo del nivel de corriente armónica inyectado, sino también de la potencia de cortocircuito existente aguas-arriba del Parque.

A fin de determinar si la calidad de la tensión es afectada por la presencia del Parque se registró el THD en la tensión (en 31,5 kV), el que se expresa generalmente en [%] de la componente fundamental.

El valor P_{95} (Percentil 95) de este parámetro resultó 0,7 %. Este indicador P_{95} representa el valor superado por sólo el 5 % de los registros de 10' que componen la medición. Es un valor cercano al máximo y es el que debe compararse con las normas de Calidad del Servicio Eléctrico a fin de evaluar el estado de cierta instalación en términos de contaminación armónica.

En este nivel de tensión, el límite establecido por las Normas Internacionales para el THD es 8 % [7]. Así, se determina que lo registrado en campo cumplió holgadamente con las exigencias existentes en materia de armónicas. De cualquier modo, se destaca que si se quisiera llevar adelante un análisis riguroso con el objeto de establecer la responsabilidad de la generación de cierta perturbación, esta medición debería haber sido realizada en el Punto de Conexión; en este caso en 150 kV.

3.4 Flicker

Otro parámetro de Calidad del Servicio generalmente contemplado al proyectar un Parque Eólico es el *flicker* o, en términos más genéricos, las fluctuaciones de tensión que podrían presentarse en el Punto de Conexión. Claro está, esta perturbación podría afectar a usuarios con cargas sensibles alimentados desde este punto.

En los primeros Parques implementados, tanto a nivel mundial como regional, la evaluación del *flicker* era un punto de relevancia en la etapa de planeamiento, puesto que al ser turbinas que se conectaban directamente a la red (de velocidad fija) cualquier variación presente en la velocidad del viento se traducían en una fluctuación en la potencia inyectada (ver Fig. 3 entre velocidad de “Cut-in” y Nominal), la que podría ocasionar fluctuaciones en la tensión del Punto de Conexión y, consecuentemente, *flicker*. Este concepto se pone de manifiesto al analizar el modelo simplificado de la Fig. 10.

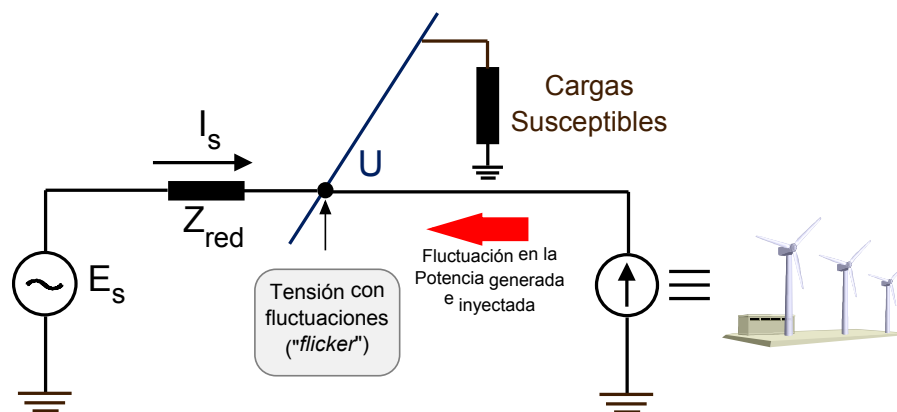


Fig. 10. Modelo de Compatibilidad Electromagnética en el Punto de Conexión de un Parque.

Naturalmente, la evolución de la tecnología ha permitido la incorporación de convertidores electrónicos, lo que ha dado origen a las topologías **DFIG** (empleada en este Parque) y “Full-Converter” (en la cual la totalidad de la potencia generada pasa a través de los convertidores), que son las actualmente empleadas. La presencia de convertidores desacopla ambos sistemas de corriente alterna, particularmente en el caso del “Full-Converter”, atenuando sensiblemente las fluctuaciones de tensión debidas a variaciones en la velocidad del viento.

La severidad del *flicker* se valora a través de un parámetro denominado **Pst** (indicador de corto plazo). A nivel mundial existe un consenso para establecer un máximo para este parámetro, inclusive en distintos valores de tensión, de 1 [8]. Al analizar el comportamiento del Pst en las tres fases de la tensión, se comprobó que los valores P_{95} de este parámetro se encontraron por debajo de 0,6; cumpliendo así lo establecido en la normativa internacional.

Sin embargo, al observar en detalle el perfil temporal de dicho parámetro se vislumbró que contaba con un comportamiento particular (Fig. 11).

Si bien el Pst no presentó valores realmente elevados, se evidenciaron dos “estados”: uno con valores prácticamente despreciables y otro con niveles claramente por encima de 0,5. Al ahondar en el análisis, se comprobó que tal comportamiento era del tipo sistemático. Esto es, el estado con valores más elevados se presentó todos los días hábiles entre las 22:00 y las 17:00 del día siguiente, mientras que el estado con valores bajos se observó sólo los fines de semana y los días hábiles de 17:00 a 22:00.

Así, el próximo paso fue determinar si este comportamiento en el *flicker* podría atribuirse, o no, a la presencia del Parque. Para ello, se comparó instante a instante el nivel de *flicker* con la potencia generada por el Parque. De acuerdo al modelo sencillo de la Fig. 10, en caso que esta perturbación sea debida al Parque, sería esperable que el Pst aumente cuando la potencia generada haga lo propio.

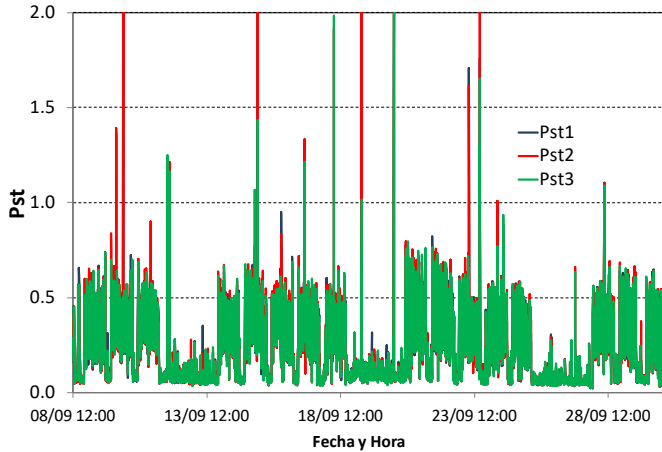


Fig. 11. Pst en la tensión, en barras de 31,5 kV

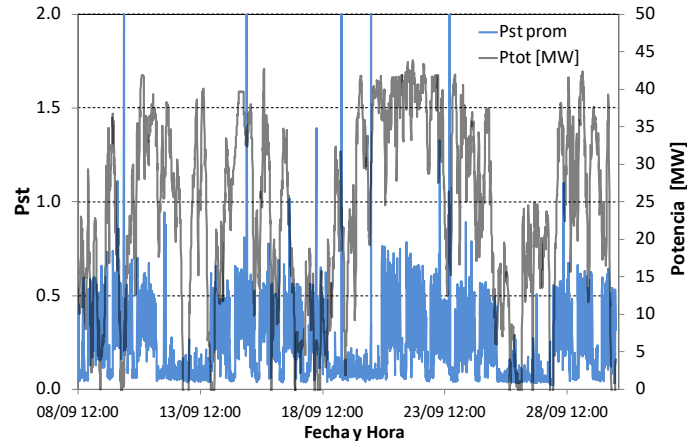


Fig. 12. Pst en la tensión (promedio de las tres fases) y potencia, en 31,5 kV

De este modo, primero se compararon sendos perfiles temporales (Fig. 12). A simple vista, no se observa una correlación directa entre Pst en la tensión y potencia generada. Este concepto podría confirmarse implementando un gráfico de correlación, representando la potencia generada en el eje de abscisas, y el nivel de Pst en el de ordenadas. En caso se evidenciarse una correlación entre ambas variables, el resultado de ello sería prácticamente una recta. En cambio, si estas variables no estuvieran correlacionadas, se obtendría una *nube* de puntos.

El resultado de este análisis aparece en la Fig. 13. Al observar la *nube* obtenida, claramente no quedan dudas que se trata de la segunda de las hipótesis planteadas en el párrafo anterior.

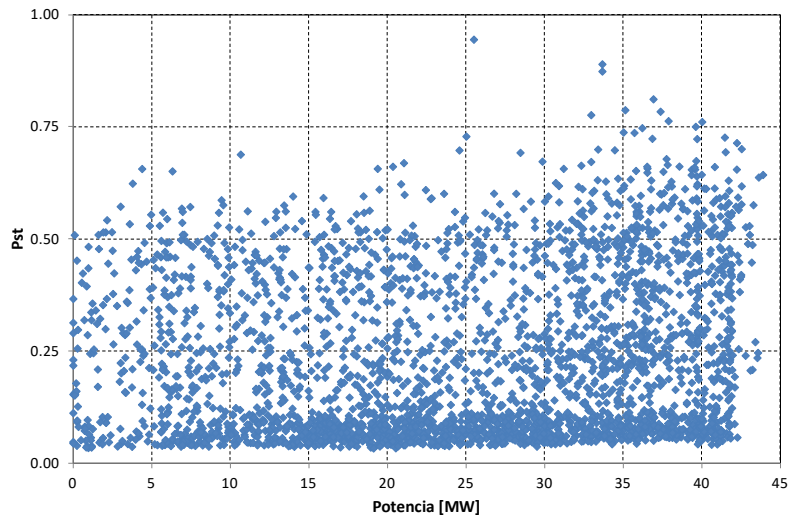


Fig. 13. Potencia vs. Pst en la tensión, en 31,5 kV.

Por lo tanto, se concluye que este particular perfil de *flicker* no es debido al Parque, sino a un presunto usuario Perturbador (presumiblemente una industria que opera en los horarios con Pst más elevados) alimentada desde el nodo en cuestión. Existen diversas técnicas para detectar el origen de este tipo de perturbaciones [9].

4 CONCLUSIONES

- Se realizaron mediciones de campo normalizadas en un Parque Eólico en Uruguay.
- En primera instancia se evaluaron condiciones operativas de las turbinas. Se observó un comportamiento en un todo de acuerdo con lo esperado desde un punto de vista teórico.
- En cuanto a las mediciones de parámetros eléctricos (tensiones, corrientes y potencia), los resultados obtenidos se encontraron dentro de los valores tolerados.
- Se analizó el efecto del Parque Eólico sobre la Calidad del Servicio en el Punto de Conexión, particularmente en térmicos de armónicas y *flicker*.
- En lo que respecta a armónicas, los valores emitidos resultaron particularmente bajos. Se comprobó, además, que no afecta a la distorsión en la tensión.
- En cuanto a *flicker*, los niveles medidos cumplieron lo exigido por la normativa internacional.
- Si bien se evidenció un marcado aumento del *flicker* en determinados días y horarios, se comprobó que el mismo no fue debido al Parque, sino a otra carga presuntamente perturbadora alimentada desde el mismo nodo.

5 AGRADECIMIENTOS

Este estudio se enmarca dentro marco del Proyecto “*Evaluación del impacto en la Calidad de Servicio de generación eólica de gran escala*”, el cual fue financiado con fondos de la ANII (Agencia Nacional de Investigación e Innovación) de Uruguay.

Asimismo, los autores agradecen a AKUO – Energy por permitir realizar las mediciones en el Parque Florida I, por proporcionar datos de mediciones propias y por autorizar la divulgación de los resultados de las mismas.

6 REFERENCIAS

- [1] IEC 61000-4-7. Part 4: Testing and measurement techniques. Section 7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply system and equipment connected thereto.
- [2] IEC 61000-4-15. Flickermeter. Functional and design specification.
- [3] Decreto N°77/2006. *Promoción de Energía Renovable de pequeña escala*. Registro Nacional de Leyes y Decretos. Poder Legislativo, Montevideo, Uruguay, marzo de 2006. 1p.
- [4] Dirección Nacional de Energía de Uruguay. *Balance Energético 2015*.
- [5] Uruguay XII. *Informe de Energías renovables en Uruguay – marzo de 2016*.
- [6] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouro. “*Power conversion and control of wind energy systems*”. John Wiley & Sons. 2011.
- [7] IEC 61000-2-4. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances.
- [8] Joint Working Group CIGRE C4.07 / CIRED “*Power Quality Indices and Objectives*”.
- [9] P. Issouribehere, G. Barbera. “*Criteria for the assignment of responsibilities for disturbances between Utility and load in distribution networks*”. CIRED 2005 18th International Conference on Electricity Distribution. Turin, Italia. 6/06/05 al 9/06/05.